

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Эффективность проведения гидроразрыва пласта на нефтяном месторождении Тосон-Уула XIX (Монголия)

УДК 622.276.66(517)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Цог-Очир Тунгалаг		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Н.Э.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибульников М.Р.	кандидат географических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова О.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

Томск – 2018г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Цог-Очир Тунгалаг

Тема работы:

Эффективность проведения гидроразрыва пласта на нефтяном месторождении Тосон-Уула XIX (Монголия)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1750/с от 14.03.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2018 г
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Пакет технической, технологической и нормативной информации по месторождениям компанию ООО «Петрочайна Дачин Тамсаг», тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> - Общие сведения о месторождении; - Геологическая часть; - Общая характеристика разработки месторождения; - Анализ эффективности гидроразрыва пласта; - Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; - Социальная ответственность; - Заключение.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> - Тектоническая схема региона; - Обзорная схема месторождения; - Структура месторождения; - Сводный литолого-стратиграфический разрез. - Геологический профиль по линии скважин - Схема кластерная гидроразрыва пласта для горизонтальной скважины
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент, к.г.н., Цибульникова М.Р.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Ассистент, Немцова О.А.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>14.03.2018г.</p>
--	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Н.Э.			14.03.2018г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Цог-Очир Тунгалаг		14.03.2018г.

Оглавление

Введение	8
1 Общие сведения о месторождении.....	9
1.1 Характеристика района	9
2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	12
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	12
2.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.....	18
2.3 Свойства пластовых флюидов.....	21
3 Анализ эффективности гидроразрыва пласта на нефтяном месторождении Тосон-уула хйх (монголия).....	23
3.1 Сведения о разработке месторождения.....	23
3.2 Технология проведения гидроразрыва пласта.....	27
3.2.1 ГРП для горизонтальной скважины на нефтяном месторождении.....	29
3.3 Жидкости разрыва и расклинивающий агент при ГРП	30
3.4 Расчет параметров гидравлического разрыва на месторождении Тосон- Уула ХЙХ (Монголия).....	34
3.5 Анализ ГРП по месторождению Тосон-Уула ХЙХ	39
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	45
4.1 Обоснование экономической эффективности проведения ГРП на нефтяном месторождении Тосон-Уула ХЙХ (Монголия), анализ влияния мероприятия на техничко-экономические показатели.....	45
4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия.....	48
5 Социальная ответственность.....	55
5.1 Производственная безопасность.....	55
5.1.1 Анализ вредных факторов.....	55
5.1.2 Анализ опасных факторов.....	59
5.2 Экологическая безопасность.....	63
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	65

5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	65
5.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства Монголии.....	66
5.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	68
	Заключение.....	70
	Список литературы	71

Реферат

Выпускная квалификационная работа 72 страниц, 12 рисунков, 15 таблиц, 17 источников.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, месторождение, пласт, залежь, коллектор, Тосон-Уула XIX, обводненность, проппант.

Объектом исследования: продуктивные пласты месторождения Тосон-Уула XIX (Монголия).

Цель работы – анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта на нефтяном месторождении Тосон-Уула XIX.

В процессе исследования проводились геологическая характеристика месторождения, сравнение проектных и текущих показателей разработки, рассмотрение технологии проведения гидравлического разрыва пласта, а также анализ эффективности его применения.

В результате исследования был выявлен положительный эффект от проведения мероприятия гидроразрыва пласта.

Основные конструктивные технологические и технико-эксплуатационные характеристики: подготовительные работы, технология и организация выполнения работ, проведение гидравлического разрыва пласта.

Степень внедрения: результаты работы подтвердили технологическую и экономическую эффективность работ, с проведением интенсификации на нефтяном месторождении с достаточно уровнем успешности.

Область применения: на нефтяных месторождениях компании ООО «Петрочайна Дачин Тамсаг».

Экономическая эффективность/значимость работы приводится оценка эффективности мероприятий по гидроразрыву пласта.

Список сокращений

ГРП – гидроразрыв пласта

ВНК – водонефтяной контакт

КИН – коэффициент извлечения нефти

ЭЦН – электроцентробежный насос

ППД - поддержание пластового давления

ФЕС – фильтрационно – емкостные свойства

СКВ – скважина

ООО – общество с ограниченной ответственностью

НКТ – насосно-компрессорная труба

ЧС – чрезвычайная ситуация

МЭР – Министерство экономического развития

Введение

Гидравлический разрыв пласта довольно эффективный в настоящее время, метод интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов (НПК), получивший применение в Монголии. Чаще всего гидроразрывы дают положительные результаты, однако эффективность зависит от геолого-физических характеристик пластов.

В ООО «Петрочайна Дачин Тамсаг» внедрение ГРП было организовано с учетом известного негативного опыта на основе принципа выполнения всех работ по реализации ГРП собственными силами с максимальным привлечением передового отечественного и мирового опыта.

Месторождение Тосон-Уула XIX (Монголия) открыто в 1957 г. и введено в разработку в 1998 г. Технология гидроразрыва пласта на месторождении применяется с 2007 года.

По состоянию на 11.01.2014 г. в пределах месторождения Тосон-Уула XIX пробурено 27 скважин, в т.ч. 12 добывающих, 7 разведочных и 8 поисковых. Запасы нефти месторождения приурочены к пластам Т0₁ и Т0₂.

Целью данной работы является анализ эффективности применения гидроразрыва пласта на нефтяном месторождении Тосон-Уула XIX .

Актуальность выбранной темы заключается в том, что ГРП является наиболее распространенным методом повышения нефтеотдачи, который применяется практически на каждом месторождении.

1 Общие сведения о месторождении

1.1 Характеристика района

Монголия расположена в центре Азиатского континента и ее территория, в целом, относится к Центральноазиатскому складчатому поясу [1]. Она находится между Сибирской на севере и Таримской и Китайско-корейской древними платформами на юге [2]. В результате тектонических движений различных эпох (рифейской, байкальской, каледонской, герцинской и мезозойской) на территории Монголии сформировалась сложная мозаично-блоковая структура, в которой выделяются три складчатые области: Восточно-Саянская (байкальская), Монголо-Алтайская (каледонская) и Центрально-Монгольская (Ороклиналь), Южно-Монгольская (герцинская и раннекиммерийская), которые являются продолжениями аналогичных структур соседних стран (рис. 1.). Месторождения Тосон-Уула XIX располагается на территории каледонской складчатой области на крайнем востоке Монголии и на Севере Китая.

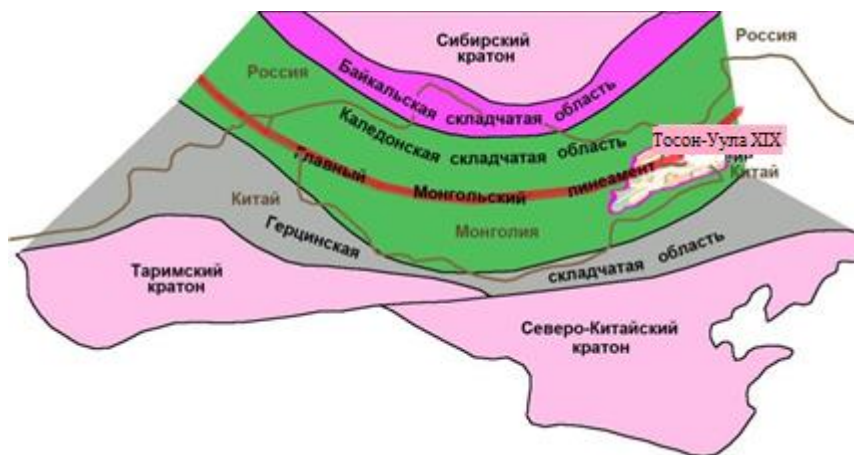


Рисунок 1 – Тектоническая схема Монголии и прилегающих регионов

Большая часть бассейна расположена на территории Монголии и занимает около 30 000 км². На палеозойском складчатом и вулканогенном основании впадины Тосон-Уула XIX залегают континентальные и вулканические отложения мезозойского и кайнозойского возраста, представленные сланцевыми толщами в формациях Зуунбаян, Цагаанцав, в

которые входят как нефтематеринские породы, так и коллекторы и покрышки залежей[5].

Тосон-Уула XIX находится на крайнем востоке Монголии. Юго-восточная часть границы является государственной границей Монголии с Китаем (рис.2).

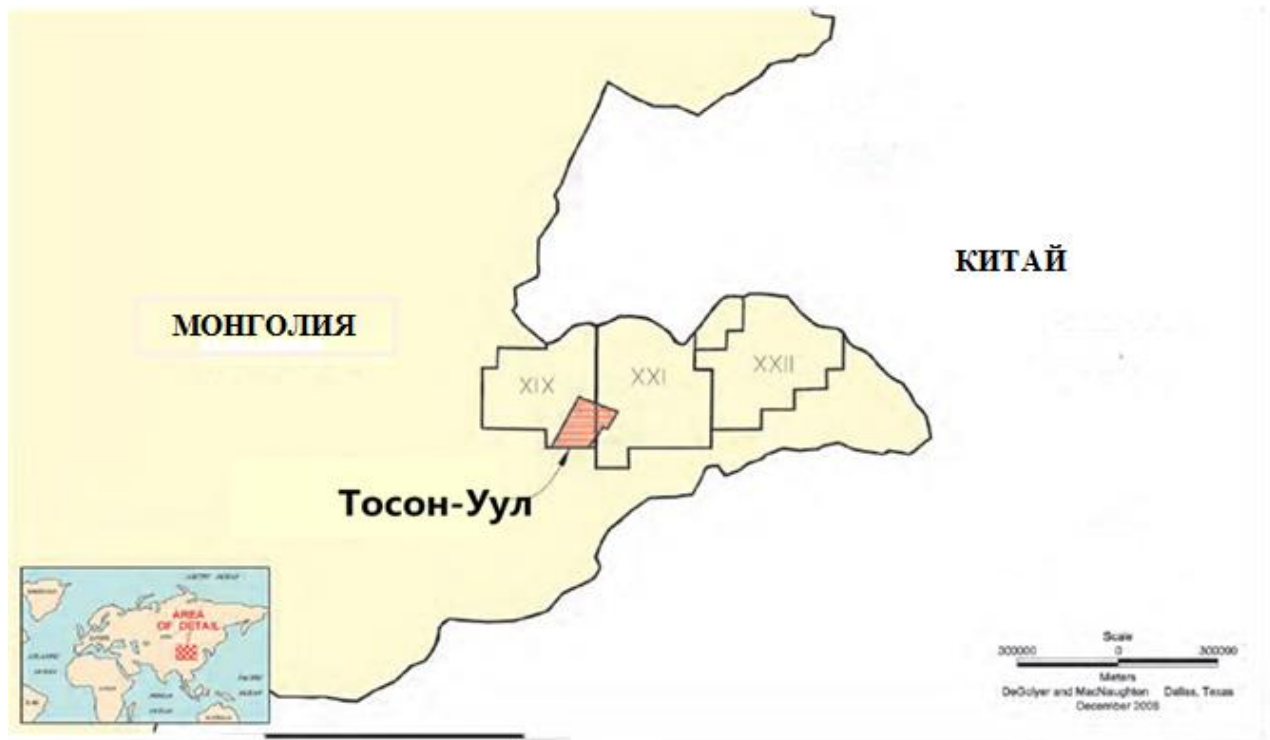


Рисунок 2 – Обзорная карта Тосон-Уула XIX лицензионного участка
Сухопутная транспортная сеть представлена автодорогой Тамсагбулаг-Буйр, частично имеющей покрытие, а также зимними дорогами.

Климат района резко континентальный с суровой и снежной зимой, коротким и теплым летом, типичный для таёжной зоны юго-восточной части Монголии. Минимальные зимние температуры достигают -45°C , средние составляют -18°C , максимальные летние $+38^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество осадков составляет 200-300 мм. В зимнее время преобладают ветры северного и востоко-северного направления со среднегодовыми скоростями 10 - 12м/сек.

У месторождения есть относительно хорошо развитая инфраструктура. 81.3 процента полной пахотной земли, или приблизительно 10.0 миллионов гектаров или выращены или используются как пастбище. 118 квадратных миль находятся под культивированием для роста пшеницы и приблизительно

1.5 квадратных миль для того, чтобы вырастить овощи. Горная промышленность, легкие промышленности, пищевая промышленность и строительство представляют местную промышленность.

В Тосон-Уулском бассейне выделяется восемь грабенов от 1500 м до 3400 м глубины. В работе рассмотрена центральная часть бассейна (рис. 3), вдоль профилей пересекающих Санийндалайский грабен, горст Буйрнуур и Зурххамарский грабен [2].

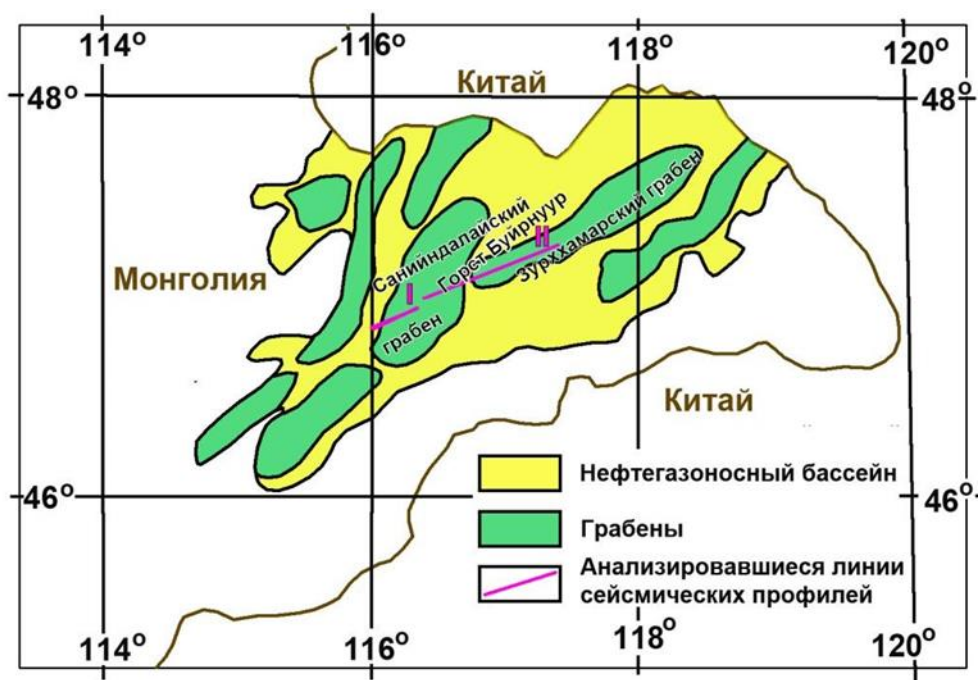


Рисунок 3 – Структура месторождения Тосон-Уула XIX и расположение профилей: I – Санийндалайский, II - Зурххамарский

2 Геолого-физическая характеристика месторождения

2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Стратиграфическое расчленение мезозойско-кайнозойского чехла Тосон-Уула XIX Монгольского месторождения произведено в соответствии с "Региональными стратиграфическими схемами мезозойских и кайнозойских отложений Восточно-Монгольской равнины", утвержденные правительства Монголии 01 декабря 2012 года.

На складчатом палеозойском основании Тосон-Уула XIX бассейна залегают осадочные толщи нижней мела (цагаанцавская, нижняя и верхняя зуубаянская свиты и сайншадская свита), верхнего мела (баянширээская свита). Завершается разрез породами палеогена и неогена. На песчаники нижней цаагацавской свиты, сменяющиеся вверх по разрезу обогащенными органическим веществом сланцами верхней цагаанцавской свиты. Вверх по разрезу с многочисленными несогласиями и размывами залегают породы нижней зуубаянской свиты, представленные чередованием конгломератов, песчаников и сланцев, обогащенных органическим веществом. Породы этой свиты считаются нефтегазоматеринскими. Выше с размывом на отдельных площадях и с фациальным замещением лежат песчаники, сменяющиеся к центральной части бассейна сланцами верхней зуубаянской свиты, которые по составу органического вещества также могут быть отнесены к нефтегазоматеринским. Слои, а также шнурковые русловые и дельтовые образования песчаников и гравелитов могут служить коллекторами. Еще выше залегает сайншандская свита, породы палеогена и неогена, также представленные чередованием гравелитов, песчаников и сланцев. Причем в центральной части бассейна преобладают песчаники, тогда как к краям они замещаются песчаниками, гравелитами и конгломератами. Также возрастает к периферии бассейна количество несогласий и размыв [15].

Ниже приводится краткое описание разреза и особенностей геологического строения месторождения (см. Таблицу 2.1.1) (рис. 2.1.1).

Таблица 2.1.1 – Описание сводный литолого-стратиграфический разрез по площади Тосон-Уула.

Система	Отдел	Формация	Индекс	Мощность (м)	Характеристика пород
Четвертичная			Q	30~60	Пески, суглинки, глины, гравий, конгломерат, торф, кварц
Третичная			R	60~110	Верхняя часть серий песчаник и конгломерат, средняя часть красные глинистые отложения и нижняя часть представляет собой разноцветный песчаник.
Меловая	Верхний	Баянширээ	K ₂ bs	150~220	Коричневый цвет песчаника, аргиллит.
	Нижний	Сайншанд	K ₁ ss	1200~1700	В основном это отложения речного осадка, верхняя часть серый цвет песчаника, в средней части аргиллит песчаник, конгломерат, нижняя часть песчаника и конгломерата
		Верхний Зуунбаян	K ₁ zb ₂	200~500	Мелководные озера и болота видом отложений, средняя и нижняя часть серо-черного цвета аргиллит и песчаник глинистый, мелкозернистый, верхняя часть серый черный глина, песчаник, конгломерат
		Нижний Зуунбаян	K ₁ zb ₁	200~800	В нижней части темно-серый аргиллит, песчаник, средняя часть - темно-серого аргиллит в верхней части серовато-серого песчаника.
		Цагаанцав	K ₁ cc	300~1200	Верхняя часть светло-серый конгломерат мелководного осадка, породы из вулканического песчаника и алевролита, в

					средней части озерных отложений относительно глубоких, серо-черного цвета аргиллит, в нижней части туф песчаники и конгломераты
		Фундамент			Вулканический конгломерат, туф, метаморфический песчаник, аргиллит, эффузивных пород и метаморфических пород

Система	Отдел	Формация	Мощность (м)	Литология	Краткое литогическое описание пород
Меловая	Верхний	Баянширээ	0-400		Коричневый цвет песчаника, аргиллит.
	Нижний	Сайншанд	1200 — 1400		В основном это отложения речного осадка, верхняя часть серый цвет песчаника, в средней части аргиллит песчаник, конгломерат, нижняя часть песчаника и конгломерата
		Верхний Зуунбаян	200 — 500		Мелководные озера и болота видом отложений, средняя и нижняя часть серо-черного цвета аргиллит и песчаник глинистый, мелкозернистый, верхняя часть серый черный глина, песчаник, конгломерат
		Нижний Зуунбаян	200 — 700		В нижней части темно-серый аргиллит, песчаник, средняя часть - темно-серого аргиллит в верхней части серовато-серого песчаника.
		Цагаанцав	300 — 1200		Верхняя часть светло-серый конгломерат мелководного осадка, породы из вулканического песчаника и алевролита, в средней части озерных отложений относительно глубоких, серо-черного цвета аргиллит, в нижней части туф песчаники и конгломераты
		Фундамент			Вулканический конгломерат, туф, метаморфический песчаник, аргиллит,

Рисунок 2.1.1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез по Тосон-Уула XIX площади.

Принципы классификации нефтяных пластов: Использование традиционных методов, стратиграфических разрезов на основе исходных исследований осадков и характеристик осадков были сопоставимо с составом фрагментированной структуры бассейна. Основываясь на анализе отверстий и вибрации, составными параметрами характеристики и кривой электрических свойств являются принцип разделения нефтяных пластов в сочетании с циклом накопления. Детальная классификация пород представляет собой горный цикл, который находится под контролем чистых нефтяных пластов. Формирование Цагаанцав связано с эволюцией хороших качеств 18 ступеней (1~18) с I эффективной площадью, 25 ступеней (19~43) с II эффективной площадью, 29 ступеней с IV эффективной площадью, 21 ступеней с V эффективной площадью, все разделены на 119 ступеней. Нижняя часть структура Тосон-Уула делиться на три нефтеносный пласт или 8 ступеней I с эффективной площадью, 25 ступеней с II эффективной площадью, 29 ступеней с III эффективной площадью, всего 62 ступеней. Верхняя часть структура Тосон-Уула разделена 5 ступеней I с эффективной площадью, 9 ступеней с II эффективной площадью (см. Таблицу 2.1.2) [4].

Таблица 2.1.2 – Результат деления малых формации и рентабельность регионе нефтяные ловушки по Тосон-Уула XIX площади

Часть структура	Эффективная площадь нефтяные резервуары	Результат деления малых формации	Количество небольших слоев
Верхняя часть структура Зуунбаян	I	1~5	5
	II	1~9	9
	всего		14
Нижняя часть структура Зуунбаян	I	1~8	8
	II	1~25	25
	III	1~29	29
	всего		62
K _{1cc}	I	1~18	18
	II	19~43	25
	III	1~26	26
	IV	1~29	29
	V	1~21	21
	всего		119

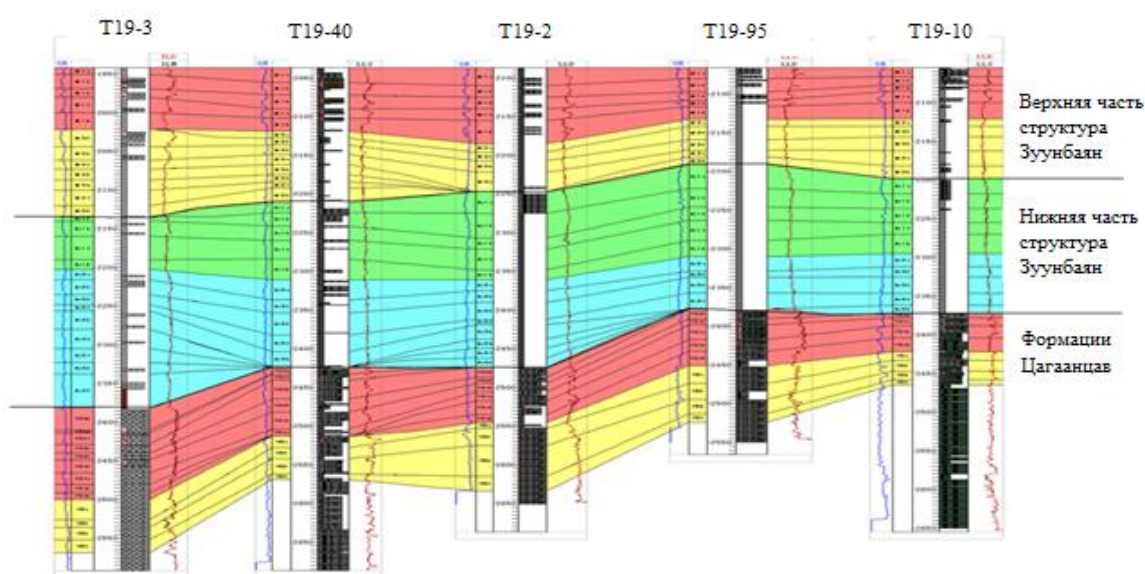


Рисунок 2.1.2 – Типичная схема корреляции с литологической изменчивостью месторождения Тосон-Уула XIX

Структура Тосон-Уула XIX состоит из двух типов: песчаника, конгломерат и вулканического туфа.

Структура Цагаанцав: по литологическому составу формация представляет собой вулканические породы 73%, осадочные породы 27%. В западной и центральной части бассейна 25,8% песчаника вулканического дерна и 26,2% являются вулканическими породами и оставлены в восточной части долины. В породах преобладают конгломераты, а от 40 до 90% - матричное осаждение, от 10 до 40% полевого шпата 5 ~ 30% кварцевого арениах и ступенчатого арениах.

Нижняя часть структура Зуунбаян: В этой части формации составляется 80% обломочные породы, 14% вулканические породы. Обломочные породы состоит в основном из полевого шпата и песчаника.

Верхняя часть структура Зуунбаян представляет собой более 98% обломочные породы. Осадочные породы в районе исследования - все песчаники [4].

2.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Промышленно нефтеносными на месторождении Тосон-Уула XIX являются терригенные отложения нижнего карбона T0₁ и T0₂ Сайншандского горизонтов [1].

Принятая геолого-физические характеристики месторождения Тосон-Уула XIX представлены в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Пласты	
	T0 ₁	T0 ₂
Средняя абсолютная отметка залегания, м	-1620	-1720
Тип залежи	пластовая	
Тип коллектора	поровый, порово-трещинный	
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс. м ²	57565,8	29188,6
Средняя общая толщина, м	10	6,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,8	5,1
Коэффициент пористости, доли ед.	0,13	0,13
Средний коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,62	0,51
Проницаемость, мкм ² 10 ⁻³	5,8	1,84
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,38	0,52
Расчлененность, ед.	2,04	2,41
Начальная пластовая температура, °C	106,9	106,9
Начальное пластовое давление, МПа	24,3	25,9
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,5	1,5
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,821	0,821
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,858	0,858
Абсолютная отметка В НК, ГВК (интервал изменения), м	-1890	-1890
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,09	1,09
Содержание серы в нефти, %	0,07	0,07
Содержание парафина в нефти, %	16,7	21,9
Содержание смол и асфальтенов, %	0,26	0,26
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,92	7,92
Газосодержание нефти, м ³ /т	57,03	57,03
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,56	0,56
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,871	0,871

Пласт Т0₁, как коллектор, отсутствует в юго-восточной части поднятия. Тенденции распределения эффективных толщин песчаника и речной осадков может свидетельствовать о баровой природе формирования песчаного тела, который имеют северо-восточный тренд развития баровой постройки.

По типу резервуара залежь нефти коллектора Т0₁ – пластовая, по типу коллектора поровая. Эффективная толщина коллектора изменяется от 5,8 м (скв. № 3), до 0 (скв. № 77). Эффективные нефтенасыщенные толщины в пределах залежи изменяются от 0 до 5,8 м. Коэффициенты литологической расчленённости варьируются в пределах от 0 (скв. № 77) до 3 (скв. № 10). Коэффициент песчанистости изменяется от 0 (скв. № 77) до 0,38 (скв. № 3).

ВНК принят по подошве коллектора, давшего при опробовании приток нефти на абсолютной отметке -1890 м (см. таблицу 2.3).

Пласт Т0₂

По типу резервуара залежь нефти коллектора Т0₂ – пластовая, по типу коллектора порово-трещинная. Залежь нефти, в качестве самостоятельного объекта, опробована в скважинах № 40 и № 95. В скважине № 10 испытание пласта Ю₁³⁻⁴ проведено совместно с пластом Ю₁¹. Эффективная толщина коллектора изменяется от 6,2 м (скв. № 40), до 15 м в скважине № 10. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам в пределах залежи меняются от 6,2 до 15 м. Коэффициенты литологической расчленённости варьируются в пределах от 1,82 (скв. № 95) до 5 (скв. № 77). Коэффициент песчанистости изменяется от 0,4 (скв. № 40) до 0,62 (скв. № 77).

ВНК принят по подошве коллектора, давшего при опробовании приток нефти с водой в скважине №10 на абсолютной отметке -1890 м

Геологический профиль по линии скважин Т19-3-40-2-95-10-77

масштаб: гор. 1:50 000, верт. 1:1000

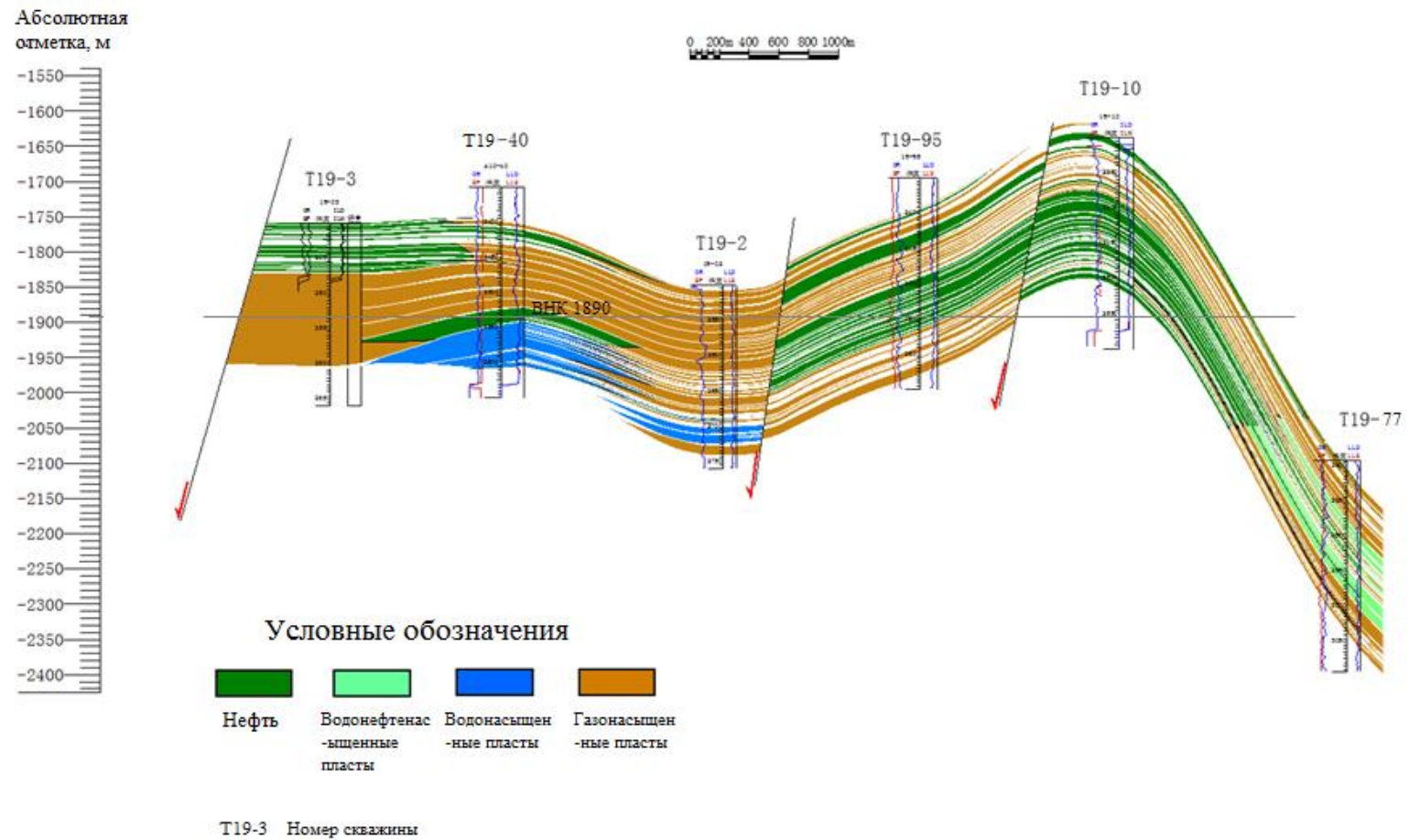


Рисунок 2.2.1 – Геологический профиль по линии скважин Т19-3-40-2-95-10-77

2.3 Свойства пластовых флюидов

По общепринятым классификациям нефти верхняя часть Зуунбаян по месторождению Тосон-Уула XIX характеризуются как легкие по плотности ($0,8337 \text{ г/см}^3$), высокопарафинистые ($>6\%$), малосмолистые ($<18\%$), с повышенной вязкостью ($5 < \mu_n < 30 \text{ мПа.с}$).

Нефти нижняя часть Зуунбаян по месторождению Тосон-Уула XIX характеризуются как легкие по плотности ($0,8356 \text{ г/см}^3$), высокопарафинистые ($>6\%$), малосмолистые ($<18\%$), с повышенной вязкостью ($5 < \mu_n < 30 \text{ мПа.с}$).

Нефти верхняя часть Зуунбаян по месторождению характеризуются как легкие по плотности средней ($0,8361 \text{ г/см}^3$), высокопарафинистые ($>6\%$), малосмолистые ($<18\%$), с повышенной вязкостью ($5 < \mu_n < 30 \text{ мПа.с}$) (см. таблицу 2.3.1).

Таблица 2.3.1 – Статический анализ свойства нефти в пластовых условиях

Формация	Плотность (г/м^3)	Вязкость (мПа.с)	Содержание парафина (%)	Содержание нефтяных смол (%)	Температура застывания ($^{\circ}\text{C}$)
Верхняя часть структура Зуунбаян	0.8144- 0.8557	2.5-10.4	2.51-19.29	2.32-16.5	8-30
Ср.значения	0.8337	5.67	11.56	8	21
Нижняя часть структура Зуунбаян	0.8042- 0.8711	1.5-47.9	0.08-28.78	2.59-31.9	7-39
Ср.значения	0.8356	5.96	13.09	10.6	22
$K_{\text{исс}}$	0.7956- 0.8615	1.6-19	2.71-50.74	2.02-31.8	6-38
Ср.значения	0.8361	5.64	12.79	10.4	22

Свойства пластовых вод

Средняя соленость формирования Цагаанцав в Тосон-Уула XIX блоках составляет 3523,23 мг/л, содержание хлорида 595.50 мг/л, значение pH 7,7, а тип воды - NaHCO₃.

Средняя соленость в верхней части Зуунбаян составляет 4477,5 мг/л, содержание хлорида 573,0 мг/л, значение pH 7,3, тип воды - NaHCO₃

Средняя соленость в нижней части Зуунбаян составляет 5189,1 мг/л, содержание хлорида 503,8 мг/л, значение pH 7,8, а вода - NaHCO₃.

По химическому составу воды по месторождению Тосон-Уула XIX представляют солоноватые ($1 < Q < 10$ г/л), по классификации В.А. Сулина эти воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Показатель pH характеризует щелочной (pH > 7) (см. таблицу 2.3.2).

Таблица 2.3.2 – Статический анализ свойства пластовых вод

Структура	Содержание хлоридов (мг/л)	Соленость (мг/л)	pH	Тип воды
K _{1cc}	248.20-1613.4	1797.2-7498.4	6.2-11.0	гидрокарбонатно-натриевые
Ср.значения	595.5	3523.2	7.7	
Верхняя часть структура Зуунбаян	159.6-1081.5	2908.9-7347.6	6.5-8.3	гидрокарбонатно-натриевые
Ср.значения	573.0	4477.5	7.3	
Нижняя часть структура Зуунбаян	224.2-993.0	3958.7-7345.05	7.0-9.0	гидрокарбонатно-натриевые
Ср.значения	503.8	5189.1	7.8	

3 Анализ эффективности гидроразрыва пласта на нефтяном месторождении Тосон-Уула XIX (Монголия)

3.1 Сведения о разработке месторождения

Месторождение Тосон-Уула XIX открыто в 1957 г. и введено в разработку в 1998 г. Постепенно промышленного освоения месторождение относится к разрабатываемым. Закачка воды осуществляется с 2005 года.

Месторождение разрабатывается согласно «Технологической схеме разработки Тосон-Уулского нефтяного месторождения». Основные положения проектного документа следующие [12]:

Предусматривается разбуривание объекта по площадной девятиточечной и трехточечной системе разработки с расстоянием между скважинами 240-260 м, 220-300м показан на рисунке 3.1.1 и 3.1.2.

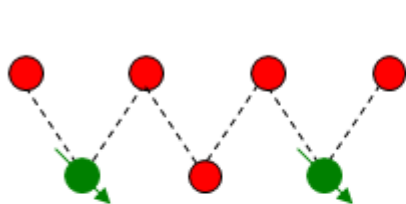


Рисунок 3.1.1 - Элемент трехточечной системы разработки

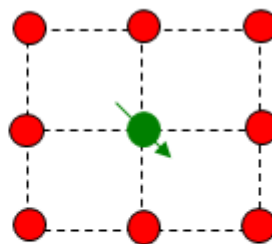


Рисунок 3.1.2 - Элемент девятиточечной системы разработки



Общий фонд скважин - 848, в т.ч. 456 добывающих, 178 нагнетательных и 163 водозаборных;

Перевод разведочной скважины в добывающий фонд в 2014 году;

ГРП - 164 скв./опер.;

Накопленная добыча нефти – 137 тыс.т.;

Суточная добыча нефти – 1776 т.;

Суточный нагнетание воды – 4900 м³

По состоянию на 01.05.2015 г. в пределах месторождения Тосон-Уула XIX используется смешанный режим разработки месторождения. Водонапорный режим используется только энергия гидростатического напора

краевых вод. Нефть из пласта к забоям скважин движется под действием напора краевой воды. При водонапорном режиме давление воды действует на нефть снизу. Газонапорный режим используется энергия сжатого газа, заключенного в газовой шапке. Нефть вытесняется к забоям скважин под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии. При газонапорном режиме газ создает давление на нефть сверху.

В качестве основной технологии воздействия на пласт в период эксплуатации месторождения Тосон-Уула XIX планируется заводнение.

В данной работе рассмотрены два варианта разработки месторождения с применением различных плотностей сеток и систем размещения скважин. Поскольку коллектора сложены низкопроницаемыми породами, предусмотрено проведение гидроразрыва пласта.

При обосновании расчетных вариантов разработки были приняты определённые условия для эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин. Нагнетательные скважины работают в режиме постоянного забойного давления с заданным уровнем компенсации. Максимальное забойное давление на нагнетательных скважинах не превышает 40 МПа.

Выбытие добывающих скважин из эксплуатации происходит при условии достижения обводнённости продукции 98,6% и дебита нефти 0,63 т/сут. Принятый в расчётах коэффициент эксплуатации скважин – 0,95.

Для технологических расчетов были приняты следующие варианты:

Объект T0₁+T0₂

Вариант 1. Предусматривает разбуривание объекта по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 300 м; внедрение площадного заводнения по обращенной девятиточечной системе.

- Общий фонд скважин – 596, в т.ч. 298 добывающих, 209 нагнетательных и 89 ликвидированных;
- Фонд скважин для бурения – 498, в т.ч. 294 добывающих и 204 нагнетательных;

– Ввод в эксплуатацию восемь добывающих скважин, в т.ч. семь, ожидающих освоения, и одной из контрольного фонда;

– ПСС – 19,8га.

Вариант 2. Предусматривает разбурирование объекта по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 280 м; внедрение площадного заводнения по обращенной девятиточечной системе.

– Общий фонд скважин – 486, в т.ч. 269 добывающих, 128 нагнетательных и 89 водозаборных

– Фонд скважин для бурения – 389, в т.ч. 264 добывающих и 125 нагнетательных;

Ввод в эксплуатацию восемь добывающих скважин, в т.ч. семь, ожидающих освоения, и одной из контрольного фонда;

– ПСС – 23,7 га.

Основные исходные данные для расчета вариантов сведены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристика	объект T0 ₁ +T0 ₂	
	Вариант 1	Вариант 2
Режим разработки	ППД	ППД
Система размещения скважин	9-точечная	9-точечная
Расстояние между скважинами, м	300	280
Козф. охвата процессом вытеснения, д. ед	0,724	0,704
Соотнош. доб./нагн. скважин в элементе	1,8	2,7
Критерии отключения доб. скважин		
- обводненность скважин, %	98,6	98,6
- дебит нефти, т/сут	0,63	0,63
Коэффициент использования скважин	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации скважин	0,95	0,95
Фонд скважин, всего	596	486
Добывающих	387	358
Нагнетательных	209	128

В рамках проекта к рассмотрению предложено 2 расчётных вариантов, отличающихся друг от друга расположением проектных скважин, плотностью сетки скважин и другими особенностями.

Выбытие добывающих скважин из эксплуатации происходит при достижении обводнённости продукции 98,6%. Принятый в расчётах коэффициент эксплуатации скважин - 0,95.

По состоянию на 11.01.2014 г. в пределах месторождения Тосон-Уула XIX пробурено 27 скважин, в т.ч. 12 добывающих, 7 разведочных и 8 поисковых. Анализ распределения скважин объекта T01+T02 по дебитам показал, что 40% фонда работает с дебитом 5-15 т/сут, а 60% фонда работает с дебитом больше 25 т/сут.

В 2010 году была расконсервирована скважина T19-77 и после проведения ГРП введена в эксплуатацию. Скважина при испытании давала $\approx 3,9$ м³/сут на средне-динамическом уровне ≈ 1500 м. Проведенный ГРП позволил устойчиво добывать на мех. добыче 30,7 т/сут.

За 2014 год добыто 46,4 тыс. т. нефти, накопленная добыча составила 49,7 тыс. т, что соответствует коэффициенту извлечения нефти равному 0.0178 д.ед. согласно «Технологической схеме разработки нефтяного месторождения Тосон-Уула XIX» [3].

В 2014-2015 году было проведено 6 операции ГРП.

Месторождение характеризуется низкой проницаемостью соответственно, скважины без ГРП не работают. ГРП фактически даёт возможность ввести их в промышленную эксплуатацию.

Согласно МЭР добыча началась после проведения ГРП, таким образом, оценить эффект ГРП и сравнить с добычей без ГРП представляется возможно только сравнив дебиты скважин с ГРП с дебитами по скважине T19-40, на которой ГРП не проводилось.

Согласно действующей «Технологической схеме разработки нефтяного месторождения Тосон-Уула XIX», ввод нагнетательных скважин планируется в 2016 году [12].

3.2 Технология проведения гидроразрыва пласта

По прибытию на скважину все необходимое оборудование устанавливается по схеме, показанной в приложении данного раздела. После установки оборудования, сборки нагнетательной линии, производится опрессовка нагнетательной линии скважины. Опрессовка служит проверкой для собранной линии высокого давления. После опрессовки, если все в порядке с линией нагнетания, происходит процесс ГРП [16].

Сам процесс ГРП можно разделить на три стадии:

- ✓ Создание трещины. Чтобы создать трещину в пласте, необходимо увеличить фактор разрыва пород. Это достигается закачиванием в пласт определенного раствора в темпе, более быстром, чем тот при котором пласт мог бы принять. Давление закачиваемой жидкости увеличивают до тех пор, пока не возрастают силы сжатия в пласте, и порода не разрывается.

- ✓ Поддержание ее в открытом состоянии. Когда появляется трещина, в раствор добавляют проппант, который потоком жидкости уносится в нее. Концентрация проппанта будет возрастать пока не обеспечит хорошую герметичность трещины. Когда процесс закончен, давление снижается, проппант удерживает трещину в открытом положении и проводит пластовые жидкости.

- ✓ Откачка из скважины раствора ГРП. Прежде, чем начать добычу нефти из скважины после ГРП, следует откачать раствор, применявшийся для ГРП. Из раствора ГРП необходимо извлечь загущающиеся добавки. Глубинные температуры могут превратить этот раствор в пар, тем самым облегчая его извлечение. Все загущенные растворы, закачиваемые в скважину, имеют точку разрыва, поэтому важно следовать схеме.

Технология проведения ГРП включает в себя следующие основные этапы:

- рассчитываются параметры ГРП: объемы жидкости разрыва, жидкости–песконосителя, наполнителя и подаваемой жидкости;
- подготавливается скважина - устанавливается специальная арматура; спускают пакер ;
- в зависимости от этого устанавливаются количество насосных агрегатов, необходимых для проведения ГРП;
- процесс нагнетания в скважину жидкости разрыва следует вести с производительностью, превышающей поглотительную способность скважины в 3 раза;
- после разрыва пласта в скважину подается жидкость–песконоситель;
- по окончании закачки жидкости–песконосителя в скважину подается продавочная жидкость для продавки жидкости–песконосителя в пласт.

В качестве жидкости разрыва используются жидкости, не отличающиеся от пластовых. С целью снижения фильтрующих свойств и повышения расклинивающего эффекта, вязкость жидкостей разрыва может быть увеличена добавкой различных загустителей.

Жидкость–песконоситель должна обладать свойством удерживать закрепляющий трещину агент во взвешенном состоянии и хорошо проникать в пласт. Используют для этих целей вязкие жидкости – нефть, эмульсию, сульфит – спиртовую барду.

На Тосон-Уулском нефтяном месторождении ГРП производилось подрядной организацией ООО «Петрочайна Дачин Тамсаг». При ГРП применялся искусственный песок – проппант.

Проппант действует как опорный перелом, образуя трещины с песком с определенным размером высокой проводимости, так что нефть могут легко

втекать в скважину через трещину и увеличивать производство и впрыскивание эффект.

Продавочные жидкости обеспечивают продавку жидкости–песконосителя в пласт, а также удаления ее избытка из НКТ [3].

3.2.1 ГРП для горизонтальной скважины на нефтяном месторождении

Характеристики и преимущества технологии

Горизонтальная скважина является линейным стоком, и, следовательно, в ее окрестности возникают гораздо более высокие фильтрационные сопротивления. Ситуация усугубляется в анизотропных пластах, в которых вертикальная проницаемость существенно ниже горизонтальной. При этом в отличие от ГРП эффект от бурения горизонтального ствола значительно уменьшается [16]

1. Кластерная ГРП для горизонтальной скважины на нефтяном месторождении применима к завершению цементирования обсадной колонны 5,5 дюйма и выдерживает давление до 70 МПа и температуру 120 °С. В течение одного тура может быть построено не более 8 секций. Используя метод перетаскивания, можно реализовать неограниченный этап разрыва пласта (рис 3.2.1).

2. Мульти-кластерная ГРП для горизонтальной скважины на нефтяном месторождении применима к завершению цементирования цемента 5,5 дюйма и выдерживает давление до 70 МПа и температуру 120 °С. 2 секции и 4 кластера стимуляции трещин могут быть завершены в течение одного тура. С помощью струны может быть реализована трехмерная стимуляция трещиноватости коллекторов (рис 3.2.2).

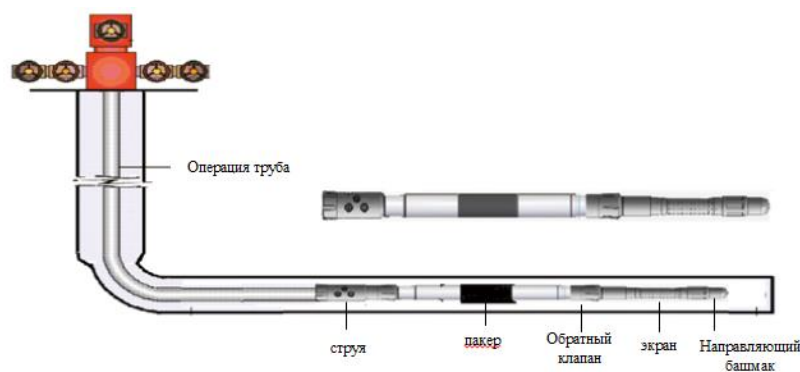


Рисунок 3.2.1. – Схема кластерная гидроразрыва пласта для горизонтальной скважины

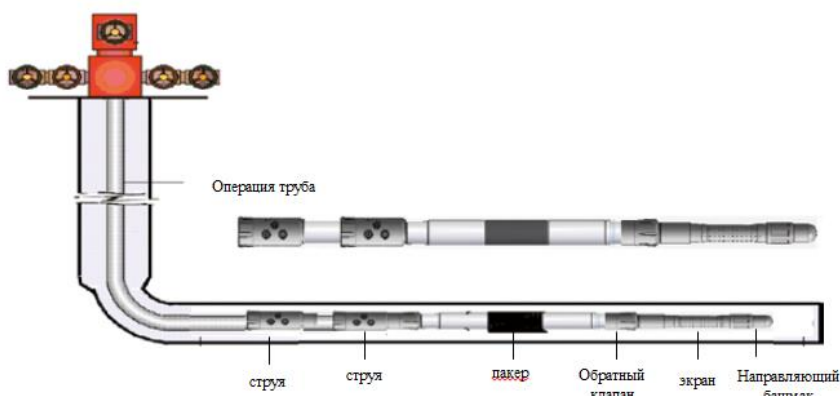


Рисунок 3.2.2 – Схема мульти-кластерной ГРП для горизонтальной скважины

3.3 Жидкости разрыва и расклинивающий агент при ГРП

Выбор жидкости гидроразрыва – первоочередная задача. При этом необходимо учесть еще и тип расклинивающего агента, и его концентрацию. Технология ГРП предусматривает приготовление жидкости разрыва путем смешивания специальных химических добавок (загустителя, реагента, для снижения показателя фильтрации и т.д.)

Рабочие агенты должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Не должны уменьшать проницаемость ПЗС. При этом, в зависимости от категории скважины (добывающая; нагнетательная; добывающая, переводимая под нагнетание воды), используются различные по своей природе рабочие жидкости.

2. Контакт рабочих жидкостей с горной породой ПЗС или с пластовыми флюидами не должен вызывать никаких отрицательных физико-химических реакций, за исключением случаев применения специальных рабочих агентов с контролируемым и направленным действием.

3. Не должны содержать значительного количества посторонних механических примесей (т.е. их содержание регламентируется для каждого рабочего агента).

4. При использовании специальных рабочих агентов, например, нефтекислотной эмульсии, продукты химических реакций должны быть полностью растворимыми в продукции пласта и не снижать проницаемости ПЗС.

5. Вязкость используемых рабочих жидкостей должна быть стабильной и иметь низкую температуру застывания в зимнее время (в противном случае процесс ГРП должен проводиться с использованием подогрева).

6. Должны быть легкодоступными, недефицитными и недорогостоящими.

В соответствии с литологическими данными и измерение распределения мощности K1сс пластовых слоев содержат туфы, а пластовые слои K1zb1 содержащие глинистые породы, поэтому следует выбрать жидкую эмульсию или жидкую текучую среду против набухания.

Для гидроразрыва пластов на Тосон-Уул площади рабочей жидкостью является водный или нефтяной гель, который готовится непосредственно перед началом ГРП в технологических емкостях. Тип и концентрации используемых добавок сильно зависят от пластовой температуры, литологии и пластовых флюидов. Подбор рецептуры добавок для конкретных применений и консультирование клиентов являются главной функцией химика по обеспечению и контролю качества. Добавки к жидкостям гидроразрыва пласта на Тосон-Уулской месторождении: смола Гуандин, стабилизатор CYY-WDJ, CYY-YJP, CYY-KJ-3, добавки для контроля

набухания глин CYY-XP, CYY-ZRJ, CYY-YWJ, стабилизатор температура CYY-WDWDJ [4].

Выбор проппанта и его действие

Проппант предназначен для предотвращения смыкания трещины после окончания закачивания. Проппант добавляется к жидкости глушения и закачивается вместе с ней. При производстве ГРП, для того чтобы регулировать процессы оседания, применяют методы закачки проппанта различных фракций. Примером такой технологии может служить закачка основного объема песка, или среднепрочного проппанта типа 20/40, с последующей закачкой средне- или высокопрочного проппанта типа 16/20 или 12/20 в количестве 10-40% от общего объема. При этом достигаются следующие цели:

- крепление трещины высокопрочным проппантом в окрестности скважины, где напряжение сжатия наиболее высокое;
- снижение стоимости операции, так как керамические проппанты в 2 - 4 раза дороже песка;
- создание наибольшей проводимости трещины в окрестности забоя, где скорость фильтрации флюида максимальная;
- предотвращение выноса проппанта в скважину

Основным проппантом использования на месторождении Тосон-Уул являются кварцевый песок и керамзиты. Если давление закрытия превышает 40 МПа, будет выбран только керамзиты. Проппанты выбирается согласно глубины скважины и давления закрытия. Критерии отбора проппанта на Тосон-Уул приведены в таблицах 3.3.1.

Таблица 3.3.1 – Проппант используемый на практике

№	Глубина скважина (м)	Давления закрытия (МПа)	Типы проппантов
1	<1200	<24	0.425~0.850 мм или 0.8~1.2 мм кварц
2	1200~1600	20~27	0.425~0.850 мм кварц
3	1600~1900	27~33	0.8-1.2 мм Yixing керамзит или Chengdu керамзит, 0.425-0.850 мм кварц или керамзит, но содержание песка 5-7.5 кг/м ² .
4	1900~2400	33~40	Все керамзит, частиц меньшего размера 0.4-0.8 или 0.8-1.2 мм.
5	>2400	>40	Все керамзит 0.4-0.8 мм низкий вес, высокая прочность Yixing керамзит

Таблица 3.3.2 – Результаты исследования проппантов

Название	Yixing керамзит	Guiyang керамзит
Размеры зерен (мм)	0.425 ~ 0.850	0.425 ~ 0.850
Обводненность скважин (%)	98.63	99.13
Сферичность	0.9	0.9
Удельный вес, кг/м ³	2.70	3.47
Округлость зёрен	0.9	0.9
Разрушение зёрен при вдавливании % (52 МПа)	6	1.74
Растворимость в смеси 12/3 HCl/HF, % потери веса	5.50	3.78

В таблице видно что предельные размеры частиц 0.425~0.850мм Yixing керамзит, Guiyang керамзит обладает хорошей проводимостью, хорошей формой, низкой прочностью на растяжение, низкая кислотность и высокой проводимостью и многими преимуществами. Поэтому они могут быть выбраны для изучаемого нефтяного месторождения [12].

3.4 Расчет параметров гидравлического разрыва на месторождении Тосон-Уула XIX (Монголия)

Расчет параметров ГРП представляет собой:

- расчет основных характеристик процесса и выбор необходимого количества техники для проведения ГРП;
- определение вида трещины и расчет ее размеров.

В качестве расклинивающего агента будем использовать проппант керамзит с диаметром частиц 0.425-0.850мм. Целесообразно применять проппант с покрытием отверждаемой смолой, для уменьшения возврата проппанта из трещины в процессе проведения работы.

Содержание проппанта в жидкости разрыва определяется ее вязкостью и темпом закачки.

$C_{\text{пр}} = 380 \text{ кг/м}^3$, концентрация смеси

Остальные данные для расчета возьмем из таблицы 3.4.1:

Таблица 3.4.1 - Данные для расчета основных параметров ГРП

Скв.	Эксплуат. объект	L; м	h; м	$Q_{\text{н}};$ т/сут	$Q_{\text{в}};$ т/сут	$Q_{\text{ж}};$ т/сут	$P_{\text{пл}};$ МПа	$K_{\text{п}}; \text{м}^{-2}$	$\Gamma_{\text{скв}}; \text{м}$
T19-40	T0 ₂	2454,9	7,4	4,2	0	8,8	29,5	$0,9 \cdot 10^{-10}$	0,154

1) Определим давление разрыва по формуле:

$$P_{\text{р}} = P_{\text{вг}} - P_{\text{пл}} + \sigma_{\text{р}}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{вг}}$ – вертикальное горное давление

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление

$\sigma_{\text{р}}$ – сопротивление горной породы на разрыв, $\sigma_{\text{р}} = 1,5-3,5 \text{ МПа}$.

$$P_{\text{вг}} = L * \rho_{\text{п}} * g, \quad (3.2)$$

где L – глубина залегания продуктивного пласта:

$\rho_{\text{п}}$ – средняя плотность вышележащих пород: $\rho_{\text{п}} = 2300 \text{ кг/м}^3$:

g – ускорение свободного падения

$$P_{\text{вг}} = 2454,9 * 2300 * 9,81 = 55,4 \text{ МПа},$$

тогда P_p будем иметь:

$$P_p = 55,4 - 29,5 + 2 = 27,9 \text{ МПа.}$$

2) Необходимое забойное давление найдем по формуле:

$$P_{\text{заб}} = P_p * a, \quad (3.3)$$

где a – необходимое превышение забойного давления

над давлением разрыва $a = 1,2 - 1,4$

$$P_{\text{заб}} = 27,9 * 1,2 = 33,5 \text{ МПа,}$$

3) Определим давление на устье скважины, которое необходимо создать для осуществления процесса ГРП.

$$P_y = P_{\text{заб}} - P_{\text{ст}} + P_{\text{тр}}, \quad (3.4)$$

Статическое давление определяется по формуле:

$$P_{\text{ст}} = \rho_{\text{см}} * g * H, \quad (3.5)$$

где $\rho_{\text{см}}$ – плотность смеси равна;

$$\rho_{\text{см}} = (\rho_{\text{пр}} - \rho_{\text{ж}}) * C + \rho_{\text{ж}} = (2100 - 960) * 0,15 + 960 = 1131 \text{ кг/м}^3$$

$$\text{где: } C = \frac{C_{\text{пр}}}{(C_{\text{пр}} + P_{\text{пр}})} = \frac{380}{(380+2100)} = 0,15$$

$$\text{Тогда, } P_{\text{ст}} = 1131 * 9,8 * 2454,9 = 27,2 \text{ МПа}$$

По методу Желтова Ю.П. определяем давление на трение:

$$P_{\text{тр}} = 1,52 * Y * \left(\frac{16 * Q^2 * H}{6,28 * d^5} \right) * h \quad (3.6)$$

где: Y – коэффициент гидравлического сопротивления;

d – диаметр НКТ,

$$d = 62 \text{ мм} = 0,062 \text{ м.}$$

$Y = 0,3164 / \pm Re$, для турбулентного режима, $Re > 1530$

$Y = 64 / Re$, для ламинарного режима $.Re \leq 1530$

$$Re = \frac{(4 * Q * \rho_{\text{см}})}{(3,14 * d * M_{\text{см}})}, \quad (3.7)$$

Вязкость смеси равна:

$$M_{\text{см}} = M_{\text{ж}} * e(3,18 * C) = 200 * e(3,18 * 0,15) = 320 \text{ МПа * с}$$

Определим число Рейнольдса:

$$Re = \frac{(4 * 30 * 10^{-3} * 1131)}{(3,14 * 0,062 * 0,320)} = 2178,6 > 1530,$$

тогда $Y=0,3164/\pm 2178,6 = 0,0006$

По формуле (3.6.) определим:

$$P_{тр} = 1,52 * 7,4 * 0,6 * 10^{-9} * \left(\frac{16 * 30^2 * 2454,9}{6,28 * 0,0625} \right) = 41,5 \text{ МПа}$$

Подставляя значения $P_{заб}$, $P_{ст}$ и $P_{тр}$ в формулу (3.4), получим значение устьевое давления:

$$P_y = 33,5 - 27,2 + 41,5 = 47,8 \text{ МПа},$$

4) Определим общий объем закачиваемой жидкости и продолжительность процесса гидроразрыва:

$$V_{жр} = 6 \text{ м}^3$$

Объем жидкости пропантоносителя определяем из соотношения

$$V_{ж.пр} = \frac{G_{пр}}{C_{пр}} = \frac{18 * 10^3}{380} = 47,4 \text{ м}^3,$$

где: $G_{пр}$ – количество пропанта, кг;

$C_{пр}$ – концентрация пропанта, кг;

Объем продавочной жидкости принимаем на 20-30% больше, чем объем колонны труб, по которой закачивают жидкость с пропантом.

$$V_{пр} = \frac{(K * 3,14 * d_2 * H)}{4} \quad (3.8)$$

где $K = 1,3$ – коэффициент, учитывающий превышение объема жидкости над объемом труб.

$$V_{пр} = \frac{(1,3 * 3,14 * 0,0622 * 2454,9)}{4} = 9,6 \text{ м}^3$$

Тогда общий объем закачиваемой жидкости линейный гель, сшитый гель будет :

$$V_{ж} = V_{жр} + V_{жпр} + V_{пр} \quad (3.9)$$

$$V_{ж} = 6 + 47,4 + 9,6 = 63 \text{ м}^3,$$

Общую продолжительность процесса гидроразрыва определяют из соотношения:

$$t = \frac{V_{\text{ж}}}{Q} = \frac{63}{30} * 10^3 = 2100 \text{ с} = 35 \text{ мин.}$$

5) Определим технологическую эффективность запроектированных и рассчитанных гидроразрывов:

Для этого сначала определим радиус трещины проведенного ГРП:

$$R_{\text{тр}} = \left(\frac{V_{\text{жр}} * E}{5,6 * (1 - \nu) * h * (P_{\text{заб}} - P_{\text{р}})} \right), \quad (3.10)$$

где $V_{\text{жр}}$ – объем жидкости,

E – модуль упругости, $E = 10^{10}$ Па;

ν – коэффициент Пуассона, $\nu = 0.3$

$$r_{\text{тр}} = (6 * 10^{10}) / (5,6 * (1 - 0,3) * 7,4 * (33,5 - 27,9)) = 37,3 \text{ м},$$

б) Ширину трещины определяем по формуле:

$$w = 4 * (1 - \nu) * r_{\text{тр}} * (P_{\text{заб}} - P_{\text{р}}) / e, \quad (3.11)$$

$$w = (4 * (1 - 0,3) * 37,3 * (33,5 - 27,9)) / e = 0,21 \text{ м}$$

Пропант распространяясь в трещины не заполняет ее полную длину, а проходит на 90% ее длины.

$$R_{\text{тр}} = 37,3 * 0,9 = 33,6 \text{ м},$$

Определим остаточную ширину трещины:

$$W_{\text{ост}} = w * c / (i - \text{ш}), \quad (3.12)$$

где w – пористость трещины.

При закачке пропанта с размером частиц 0.425-0.850 мм, пористость трещины равна 0,2.

$$W_{\text{ост}} = 0,21 * 0,15 / (1 - 0,2) = 0,039 \text{ м.}$$

Проницаемость таких трещин определяется по формуле:

$$K_{\text{тр}} = w^2 / 12, \quad (3.13)$$

$$K_{\text{тр}} = 0,13 * 10^3 \text{ м}^2,$$

Если считать, что значение проницаемости призабойной зоны указанных скважин до осуществления в них гидроразрыва было равно среднему значению проницаемости пласта, то проницаемость призабойной зоны скважин в радиусе распространения трещин будет:

$$K_{пз} = \frac{(K_{п} * h + K_{тр} + w)}{(h + w)}, \quad (3.14)$$

где $K_{п}$ – коэффициент учитывающий техническое состояние агрегатов,

$K_{п} = 0,8$

$$K_{пз} = \frac{(0,8 * 10^{-10} * 7,4 + 1,3 * 10^{-4} * 0,039)}{7,039} = 7,2 * 10^{-7} \text{ м}^2$$

$$\frac{K_{пз}}{K_{п}} = \frac{7,2 * 10^{-7}}{0,8 * 10^{-10}} = 900 \text{ раз,}$$

Таким образом, в результате создания трещины в призабойной зоне проницаемость ее увеличивается в девятьсот раз.

Проницаемость всей дренажной системы изменяется незначительно, поэтому из формул Дюпюи, Максимович Г.К. вывел приближенную формулу ожидаемого эффекта от гидроразрыва

$$\mathfrak{E} = \frac{Lg(\frac{R_K}{r_{скв}})}{Lg(\frac{R_K}{r_{тр}})}, \quad (3.15)$$

где R_K – радиус контура питания скважины или половина среднего расстояния между двумя соседними скважинами, $R_K = 260 \text{ м}$

r_c – радиус скважины ($r_c = 0,154 \text{ м}$).

$$\mathfrak{E} = \frac{Lg(\frac{260}{0,154})}{Lg(\frac{260}{37,3})} = 3,8.$$

Таким образом, после гидроразрыва пласта можно ожидать более чем четырехкратное увеличение дебитов скважин. Полученные расчетные значения показателей гидроразрыва приведены в таблице 3.4.2:

Таблица 3.4.2 - Результаты расчета показателей процесса гидроразрыва пласта

N скв	P_p , МПа	P_y , МПа	$V_{жр}$ м ³	$G_{тр}$ м	$C_{тр}$, кг/м ³	$V_{тр}$ м ³	Q, л/с	T мин	$R_{тр}$ м	$K_{тр}$ м ²	\mathfrak{E}^* дах/О	$K_{пз}$ м ²	ΔQ , т/сут.
T19-40	27,9	47,8	6	8	380	9,6	30	35	33,6	$1,3 * 10^{-4}$	3,8	$7,2 * 10^{-7}$	21

Из результатов расчета имеем среднюю эффективность гидроразрыва пласта ($\varepsilon = 4$). Тогда среднее увеличение дебита нефти скважины будет

$$\Delta Q = (q_{\text{ср}} * \varepsilon) * l - q_{\text{ср}}, \quad (3.16)$$

где $q_{\text{ср}} = 7$ т/сут – средний дебит нефти из скважины закрепленного фонда ГРП;

l - успешность проведения ГРП на месторождении Тосон-Уула XIX.

$$\Delta Q = (7 * 4) * 0,986 - 7 = 21 \text{ т/сут.}$$

3.5 Анализ ГРП по месторождению Тосон-Уула XIX

Усредненный прирост дебита жидкости составил 55 т/сут, нефти - 48 т/сут. Возросла обводнённость на 5 %. Среднее время работы скважины в месяц возросло в 2,5 раза, это позволило достигнуть результата увеличения месячной добычи нефти в 21 раза.

Проведенной обработке по характеру эффекта можно разбить на 2 группы. В первой группе скважины, практически не давшие притока до ГРП Т19-40. Геологический разрез скважины представляется только нефтенасыщенными пропластками незначительной толщины. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 3,8 м до 6,3 м. Средняя проницаемость коллектора первой группы скважин равна $18 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Средний дебит жидкости после проведения ГРП порядка 1,17 т/сут, обводнённость 0%.

Во второй группе скважины, значительно увеличившие дебиты жидкости. В разрезе этих скважин нефтяные, водонефтяные и чисто водоносные пропластки. Средняя величина нефтесодержащих пропластков 6,2 м, проницаемость $17 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Дебиты жидкости по этой группе скважин достигали от 36 т/сут (4 т/сут до ГРП) до 109 т/сут (6 т/сут до ГРП). Обводнённость продукции по скважине увеличивалась сразу же после ГРП с 15 до 29,8%, снижалась в процессе эксплуатации до 9 %.

Наибольший эффект от применения ГРП по пласту получен по скважине Т19-34. Расположена скважина в чистой нефтяной зоне. Геологический разрез нижней части продуктивного интервала представлен чередованием пяти тонких продуктивных нефтяных и водонефтяных пропластков.

По результатам промыслово – геофизических исследований, при наличии в кровельной части высокопроницаемых мощных пропластков, нижняя часть, представленная чередованием, не подключается в разработку. Проведение ГРП позволило получить приток со всего разреза. В целом дополнительная добыча от проведения ГРП 58 тыс.т. По прогнозам продолжительность эффекта 4 года.

Даты проведения, масса проппанта и объём закачанной жидкости отражены в таблице 3.5.1. Основные параметры созданной трещины, согласно оценке ООО «Петрочайна Дачин Тамсаг»

Таблица 3.5.1 Краткие сведения о ГРП

Скважина	Дата проведения	Масса проппанта, т		Объём закачанной жидкости, м ³
		Yixing	Guiyang	
T19-3	01.05.14	21	18.9	21.6
T19-12	17.05.14	25.8	17.7	30.5
T19-14	23.05.14	27.4	16.8	51.3
T19-13	12.05.14	24.3	18.0	20.1
T19-34	12.05.14	28.0	19.2	43.9
T19-40	05.05.15	33.5	21.2	76.7

Таблица 3.5.2 Эффективность от ГРП в нефтяных скважинах месторождения Тосон-Уула XIX за май 2015 года

№ СКВ	Проппант, т	Объём жидкости м ³
T19-12	25.8	30.5
T19-14	27.4	51.3
T19-13	24.3	20.1
T19-34	28.0	43.9
T19-40	33.5	76.7

Эффективность от ГРП в нефтяных скважинах месторождения Тосон-Уула XIX за май 2015 года показан на рисунке 3.5.1.

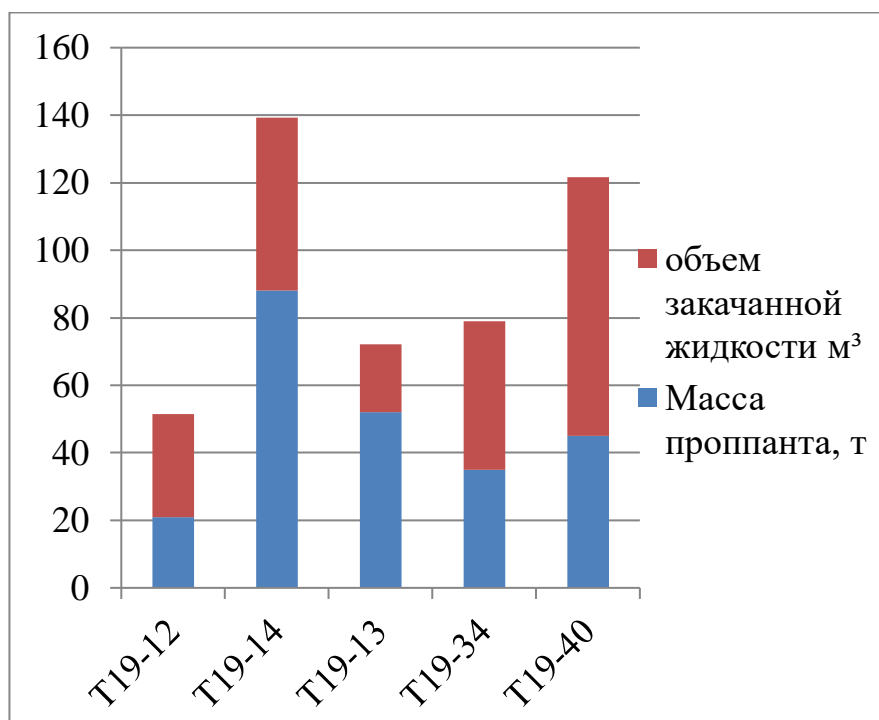


Рисунок 3.5.1 – Эффективность от ГРП в нефтяных скважинах месторождения Тосон-Уула XIX за май 2015 года

Эффективность от ГРП в нефтяных скважинах ООО "Петрочайна Дачин Тамсаг" на месторождении Тосон-Уула XIX мая 2015 года, представлен в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3 – Эффективность ГРП в нефтяных скважинах месторождения Тосон-Уула XIX май 2015 года

№ скв.	Пласт	Дата ГРП	Закачено проппанта, т	Сп. Эксп.	K _{пад}	без ГРП		с ГРП		Дополнительная добыча, тыс. т.		
						Ср.сут дебит нефти, т/сут	Кол-во раб. часов	Ср.сут дебит нефти, т/сут	Кол-во раб. часов	за месяц	с начала года	с проведения ГРП
T19-3	T02	01.05.14	32	ЭЦН	0,98	6,2	182	15,6	728	0,4	0,96	1,69
T19-12	T01	17.05.14	26	ЭЦН	0,98	0,0	0	13,2	615	0,38	1,89	5,46
T19-14	T01+T02	23.05.14	27	ЭЦН	0,98	0,0	0	9,6	241	0,44	1,02	4,08
T19-13	T01	12.05.14	24	ЭЦН	0,99	0,0	0	8,5	391	0,51	0,89	2,36
T19-34	T02	12.05.14	30	ЭЦН	0,98	2	126	34,6	732	1,52	1,18	16,09
T19-40	T01	05.05.15	33.5	ЭЦН	0,99	1,3	59	40,5	768	0,82	0,82	0,82
ИТОГО										40,2	67,6	923,4

Дебит нефти до и после ГРП в нефтяных скважинах месторождения Тосон-Уула XIX за май 2015 года показан на рисунке 3.5.2.

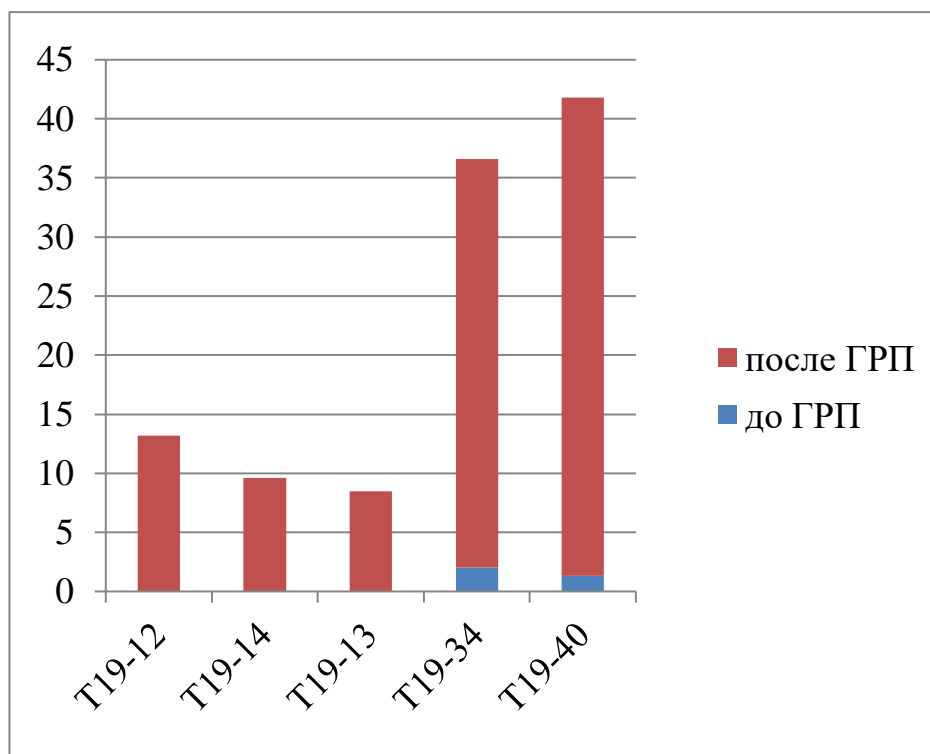


Рисунок 3.5.2 – Дебит нефти и после ГРП в нефтяных скважинах месторождения Тосон-Уула XIX за май 2015 года

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Цог-Очир Тунгалаг

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01/Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. На стоимость одного ГРП: 1200 тугрик 2. Стоимость основных производственных фондов: 65800 тугрик.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Стоимость проведения ГРП
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Энергоресурсы, заработная плата

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет прироста добычи нефти при использовании ГРП на нефтяном месторождении Тосон-Уула XIX (Монголия)
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Экономическое обоснование применения гидроразрыва пласт. Планирование проведения гидроразрыва пласта с целью увеличения интенсификации дебита нефти
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	После проведения ГРП дебит скважины, резко возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти традиционными способами уже невозможна или малорентабельна.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	23.03.2018г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова М.Р.	кандидат географических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Цог-Очир Тунгалаг		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Обоснование экономической эффективности проведения ГРП на нефтяном месторождении Тосон-Уула XIX (Монголия), анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений широко применяются методы увеличения проницаемости пласта и призабойной зоны применяют механические, химические и физические методы.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) относится к *механическим методам*.

Применение гидроразрыва дает наибольший эффект при низкой проницаемости пласта и призабойной зоны, и позволяет увеличить дебит нефтяных скважин в 2...3 раза.

Таблица 4.1.1 - Данные для обоснование экономической эффективности проведения ГРП

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	ГРП 2015г.
1	Продолжительность технологического эффекта	год	1
2	Стоимость одного ГРП.	тыс.тугрик.	1200
3	Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после ГРП	т/сут	8,6
4	Количество ГРП	ед	27
5	Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,62
6	Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	1,15
7	Себестоимость добычи нефти	тугрик/т	71960
9	Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	45
10	Ставка дисконта	%	11
11	Цена одной тонны нефти	тугрик	80240
12	Среднесписочная численность ППП	чел	2800
13	Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. тугрик.	65800
14	Годовая добыча нефти	тыс. т	639,3

Проведение ГРП приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N,$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

T – время работы скважины в течение года, сут.;

N – количество скважин с ГРП, ед.

K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{(q)} = 8,6 * 180 * 1,15 * 27 = 48065,4 \text{ т/сут.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{Ч_{ППП}},$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, туг./чел;

ΔQ – прирост добычи, т;

$Ц_n$ – цена одной тонны нефти, туг.;

$Ч_{ППП}$ – среднесписочная численность ППП, чел;

$$\Delta ПТ = (48065,4 * 80240) / 2800 = 1377417 \text{ туг/чел}$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{\Phi_{опф}},$$

где $\Delta \Phi_{отд}$ – прирост фондоотдачи;

$\Phi_{опф}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, туг.

$$\Delta \Phi_{отд} = (48065,4 * 80240) / 65800 = 58613,5 \text{ туг.}$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{\text{пост}} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right),$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти;

$Z_{\text{пост}}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, тыс. туг.;

Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$\Delta C = 1200 \left(\frac{1}{639,3} - \frac{1}{639,3 + 48065,4} \right) = 1,8 \text{ туг./т.}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta \Pi_{\text{рп}} = \Delta Q_{\text{р}} \cdot (\Pi_{\text{н}} - (C - \Delta C)),$$

где $\Delta \Pi_{\text{рп}}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, туг.;

$\Delta Q_{\text{р}}$ – дополнительно реализованная нефть, т;

C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, туг./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти, туг./т.

$$\Delta \Pi_{\text{рп}} = 48065,4 \cdot (80240 - (71960 - 1,8)) = 398070549,1 \text{ туг.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta \Pi_{\text{ч}} = \Delta \Pi_{\text{рп}} - H_{\text{пр}},$$

где $H_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, туг.

$$\Delta \Pi_{\text{ч}} = 398070549,1 - 398070549,1 \cdot 0,27 = 290591500,8 \text{ тыс. туг.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 290591500,8 тыс. туг.

4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (ΔQ_1).

Объём дополнительно добытой нефти – 48065,4 тонн/год.

Капитальные затраты на проведение ГРП отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения ГРП годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q_2 = 48065,4 * 0,62 = 29800,5 \text{ тонн/год}$$

$$\Delta Q_3 = 29800,5 * 0,62 = 18476,4 \text{ тонн/год}$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_n,$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;

C_n – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 48065,4 * 80240 = 3856767696 \text{ руб}$$

$$\Delta B_2 = 29800,5 * 80240 = 2391195972 \text{ руб}$$

$$\Delta B_3 = 18476,4 * 80240 = 1482541502 \text{ руб}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}},$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t-м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{\text{у/пер}} / 100,$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{у/пер}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{доп 1} = 48065,4 * 71960 * 45 / 100 = 1556453783 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_{доп 2} = 29800,5 * 71960 * 45 / 100 = 965001345,3 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_{доп 3} = 18476,4 * 71960 * 45 / 100 = 598300834,1 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{мер} = C_{ГРП} \cdot N_{скв},$$

где $C_{ГРП}$ – стоимость одного ГРП, руб.;

$N_{скв}$ – количество скважин с ГРП, ед.

$$Z_{мер} = 1200 * 27 = 32400 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t -й год составят:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{доп 1} + Z_{мер} = 1556453783 + 32400 = 1556486183 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{доп 2} + Z_{мер} = 965001345,3 + 32400 = 965033745,3 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{доп 3} + Z_{мер} = 598300834,1 + 32400 = 598333234,1 \text{ руб.}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t -й год по формуле:

$$\Delta \Pi_{н/обл t} = \Delta B_t - \Delta Z_t,$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t -м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

$$\Delta \Pi_{н/обл 1} = 3856767696 - 1556453783 = 2300313913 \text{ руб.}$$

$$\Delta \Pi_{н/обл 2} = 2391195972 - 965001345,3 = 1426194626 \text{ руб.}$$

$$\Delta \Pi_{н/обл 3} = 1482541502 - 598300834,1 = 884240668,2 \text{ руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t -й год:

$$\Delta H_{пр t} = \Delta \Pi_{н/обл t} \cdot N_{пр} / 100,$$

где $N_{пр}$ – ставка налога на прибыль, % (принять равной 30%).

$$\Delta H_{np1} = 2300313913 * 30 / 100 = 690094174 \text{ руб}$$

$$\Delta H_{np2} = 1426194626 * 30 / 100 = 427858387,9 \text{ руб}$$

$$\Delta H_{np3} = 884240668,2 * 30 / 100 = 265272200,5 \text{ руб}$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta В_t - \Delta З_t - Н_t = \Delta П_{н/обл\ t} - Н_t.$$

$$\Delta ДП_1 = 2300313913 - 690094174 = 1610219739 \text{ руб}$$

$$\Delta ДП_2 = 1426194626 - 427858387,9 = 998336238,3 \text{ руб}$$

$$\Delta ДП_3 = 884240668,2 - 265272200,5 = 618968467,8 \text{ руб}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - КВ_t.$$

$$ПДН_1 = \Delta ДП_1 = 1610219739 \text{ руб}$$

$$ПДН_2 = \Delta ДП_2 = 998336238,3 \text{ руб}$$

$$ПДН_3 = \Delta ДП_3 = 618968467,8 \text{ руб}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$НПДН_t = \sum ПДН_t,$$

$$НПДН_1 = ПДН_1 = 1610219739 \text{ руб}$$

$$НПДН_{1-2} = ПДН_1 + ПДН_2 = 1610219739 + 998336238,3 = 2608555978 \text{ руб}$$

$$НПДН_{1-3} = ПДН_1 + ПДН_2 + ПДН_3 = 3227524445 \text{ руб}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$ДПДН_t = ПДН_t / (1 + i)^t,$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$ДПДН_1 = 1610219739 / (1 + 0,11)^1 = 144984978,3 \text{ руб}$$

$$ДПДН_2 = 998336238,3 / (1+11)^1 = 83194686,53 \text{ туг}$$

$$ДПДН_3 = 618968467,8 / (1+11)^1 = 51580705,65 \text{ туг}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$ЧТС_t = \sum ДПДН_t,$$

$$ЧТС_1 = ДПДН_1 = 134184978,3 \text{ туг}$$

$$ЧТС_2 = ДПДН_1 + ДПДН_2 = 134184978,3 + 83194686,53 = 217379664,8 \text{ туг}$$

$$ЧТС_3 = ДПДН_1 + ДПДН_2 + ДПДН_3 = 268960370,4 \text{ туг}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия (применения ГРП) представить в виде таблицы.

Таблица 4.2.1 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. туг.	отсутствуют	отсутствуют	отсутствуют
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	48065,4	29800,548	18476,33976
Прирост выручки от реализации, тыс. туг.	3856767696	2391195972	1482541502
Текущие затраты, тыс. туг.	1556453783	965001345,3	598300834,1
Прирост прибыли, тыс. туг.	2300313913	1426194626	884240668,2
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. туг.	690094174	427858387,9	265272200,5
Денежный поток, тыс. туг.	1610219739	998336238,3	618968467,8
Поток денежной наличности, тыс. туг.	1610219739	998336238,3	618968467,8
Накопленный поток денежной наличности, тыс. туг.	1610219739	2608555978	3227524445
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. туг.	134184978,3	83194686,53	51580705,65
Чистая текущая стоимость, тыс. туг.	134184978,3	217379664,8	268960370,4

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Цог-Очир Тунгалаг

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01/Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Рабочим местом полевых работ являются кусты нефтегазоконденсатных скважин месторождения «Тосон-Уула XIX (Монголия)».

При производстве работ по гидравлическому разрыву пласта могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

Работа по гидравлическому разрыву пласта на кусте нефтегазоконденсатных скважин связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда.

К таким факторам можно отнести:

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.
2. Превышение уровней шума
3. Повышения уровня вибрации
4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

На кусте нефтегазовых скважин при проведении гидравлического разрыва пласта, могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:

1. Электрический ток
2. Пожарная безопасность
3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>-анализ воздействия объекта на атмосферу:</p> <p>1. Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются: нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;</p> <p>2. Загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;</p> <p>3. Загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;</p> <p>- анализ воздействия объекта на гидросферу:</p> <p>Осаждение нефтепродуктов и солей на дно водоемов вызывает загрязнение донных отложений;</p> <p>- анализ воздействия объекта на литосферу:</p> <p>Ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохранных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры);</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>- перечень возможных ЧС на объекте:</p> <p>разгерметизация технологических линий, выброса пластовых флюидов, отклонение от технологических параметров, механические повреждения, коррозия износ. Износ сальниковых уплотнений на запорно-регулирующий задвижки.</p> <p>В ряд мер по предупреждению ЧС входит:</p> <ul style="list-style-type: none"> -строгое соблюдение технологического регламента -контроль за сварными соединениями

	трубопровода -дефектоскопия -учебно-тренировочные мероприятия по ПЛА
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Законодательное регулирование проектных решений, в основу которых положен закон Монголии «О защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	23.03.2018г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Цог-Очир Тунгалаг		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной главе будут рассмотрены: производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы производственной безопасности.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ вредных факторов

Тосон-Уула XIX нефтяное месторождение расположено в восточной части Монголии, в провинции Дорнод граничит юго-востоке с Китая. Техника безопасности при производстве ГРП должна соответствовать следующим требованиям:

- к работам по ГРП допускаются лица, прошедшие обучение и проверку знаний по технике безопасности по проводимой работе. Перед началом работ участникам операции производится инструктаж на рабочем месте;

- территория вокруг скважины должна быть спланирована с учетом расстановки оборудования для ремонта и эксплуатации скважин и освобождена от посторонних предметов, а в зимнее время – очищена от снежных заносов и льда. Руководство процессом ГРП осуществляет ответственный руководитель

- представитель подрядчика, в соответствии с планом и регламентом принимает решения о проведении работ,

- руководитель должен спланировать размещение оборудования таким образом, чтобы свести к минимуму возможное воздействие вредных производственных факторов от силовых установок, агрегатов, химреагентов, нефти на рабочий персонал, а так же взрыва и пожара. Полы, мостки должны сооружаться таким образом, чтобы на их поверхности не создавались условия для образования луж от атмосферных и разлива

жидкости, а их поверхность, предназначенная для передвижения обслуживающего персонала, в любой ситуации не создавала условия для возможности скольжения подошв обуви;

— имеющиеся в наличии трубы, шланги и инструмент должны быть уложены в штабель с противораскатными стойками на рабочих мостках. Рабочая площадка должна быть освобождена от посторонних предметов;

— опасная зона с трубопроводами и линиями высокого давления обозначаются специальными сигнальными знаками с надписями. До начала ремонтных работ или перед осмотром оборудования, периодически работающей скважины с автоматическим, дистанционным или ручным пуском, привод должен отключаться, а на пусковом устройстве вывешиваться плакат: «Не включать работают люди!»;

— работы по ГРП, включая подготовительные работы, должны проводиться рабочими в специальной одежде и касках;

— в темное время суток ГРП разрешается проводить только в случае если обеспечивается освещенность устья скважины и зоны высокого давления не менее 26 лк и шкал контрольно-измерительных приборов - 50 лк. Освещенность рабочих мест должна соответствовать установленным нормам;

— при работе с химреагентами персонал должен быть экипирован в спецодежду и обязан пользоваться средствами индивидуальной защиты: резиновые перчатки, кевларовые или резиновые сапоги, очки для химической защиты слизистой оболочки глаз, респиратор либо многослойная марлевая повязка. Содержание нефтяных газов и паров в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК) по ГОСТ 12.1.0005-88 [8].

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Тосон-Уула XIX нефтяное месторождение относится к району крайнего востока Монголии, поэтому в зимний период времени на работника воздействуют низкие температуры.

Работающие на открытом воздухе в холодное время года обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты от холода с учетом климатического региона (пояса). Во избежание локального охлаждения работающих следует обеспечивать рукавицами, обувью, головными уборами. При температуре воздуха ниже -45°C следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей.

В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду [6].

Превышение уровней шума

При работе со скважиной, кроме химических веществ, вредное влияние также оказывает производственный шум. Для смягчения пагубного влияния звука с высоким уровнем давления на слуховой аппарат человека, рекомендуется применять звукоизолирующие наушники.

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 шум на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий не должен превышать 80дБА. В населенных пунктах (жилые помещения) установлены уровни шума: с 7 до 23 ч - 55дБА, с 23 до 7 ч - 45дБА.

Методы защиты от шума основаны на:

- снижение шума в источнике;
- снижение шума на пути его распространения от источника;
- применении СИЗ от шума (СИЗ - средство индивидуальной защиты).

Методы снижения шума на пути распространения:

- достигается путем проведения строительно-акустических мероприятий.

Методы снижения шума на пути его распространения - кожухи, экраны, звукоизолирующие перегородки между помещениями, звукопоглощающие облицовки, глушители шума. Под акустической обработкой помещений понимается облицовка части внутренних поверхностей ограждений звукопоглощающими материалами, а также размещения в помещениях штучных поглотителей. С помощью звукоизолирующих преград можно снизить уровень шума на 30-40 дБ.

Метод основан на отражении звуковой волны, падающей на ограждение. Однако звуковая волна не только отражается от ограждения, но и проникает через него, что вызывает колебание ограждения, которое само становится источником шума. Чем выше поверхностная площадь ограждения, тем труднее привести его в колебательное состояние, следовательно, тем выше его звукоизолирующая способность. Поэтому эффективными звукоизолирующими материалами являются металлы, бетон, дерево, плотные пластмассы и т.п. Поэтому эффективными звукоизолирующими материалами являются металлы, бетон, дерево, плотные пластмассы и т.п. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности» и СН 9-86 РБ 98 «Шум на рабочих местах. Предельно допустимые уровни» [9].

Повышения уровня вибрации

Генераторы, позволяющие бесперебойную работу, и сами компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0\div 28$ мм [7]. В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышения уровня вибрации.

Мероприятия для устранения уровня вибрации: установить прокладки между полом и работающим оборудованием. Так же можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с вибрирующими предметами такие материалы — резина, войлок, асбест, пробка, —противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию.

В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы [10].

Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества: азота диоксид –2 мг/м³, бензол –10 мг/м³, углерода оксид –20 мг/м³ [8].

Коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы [8].

5.1.2 Анализ опасных факторов

Электрический ток

К эксплуатации и ремонту электроустановок промышленных объектов допускаются лица:

- достигшие 18-ти летнего возраста,
- не имеющие увечий или болезни, мешающих производству работ,
- прошедшие вводный инструктаж на рабочем месте и стажировку,
- знающие устройство, назначение и схемы обслуживаемого оборудования,

- обученные приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока и правилам оказания первой помощи пострадавшему,
- умеющие пользоваться защитными средствами и средствами пожаротушения.

Члены бригады обязаны хорошо знать правила электробезопасности.

К работе с электроинструментом класса I вне помещений и в помещениях с повышенной опасностью поражения электрическим током, т.е. характеризующихся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

- влажность воздуха не более 75 % или токопроводящей пыли;
- токопроводящих полов (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.);
- температуры выше 35 °С;

ГОСТ 12.1.051-90 ССБТ Электробезопасность. Расстояния безопасности в охранной зоне линий электропередачи напряжением свыше 1000 В.

Лица, допущенные к работе с электроинструментом, должны предварительно пройти обучение и проверку знаний по данной инструкции, включены в список лиц, имеющих право работы с электроинструментом и при наличии квалификационного удостоверения, иметь соответствующую запись в удостоверении [10].

К защитным мерам от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся:

- Изоляция
- Ограждение
- Блокировка
- Пониженные напряжения
- Электрозащитные средства
- Сигнализация
- Плакаты

При работе с электроинструментом класса I применение средств индивидуальной защиты (диэлектрических перчаток, галош, ковров и т.п.) обязательно, за исключением следующего случая, когда электроинструмент получает питание через защитно-отключающее устройство (ЗОУ). В помещениях с токопроводящими полами кроме диэлектрических перчаток необходимо также применение диэлектрических галош или ковров[10].

Пожарная безопасность

Охраняемыми объектами пожарной охраны являются цеха, здания и сооружения. Контроль за соблюдением правил при новом строительстве ведущимся на территории объекта осуществляется бригадой пожарной охраны объекта.

Здания и сооружения нового строительства, расположенные вне территории охраняемого объекта, обслуживаются в пожарно-профилактическом отношении наравне с другими, не охраняемыми ведомственной пожарной охраной и ППО объектами.

Главные задачи профилактической работы:

- 1) разработка и осуществление мероприятий, основных направленных на устранение причин, которые вызывают возникновение очагов пожаров;
- 2) возможные распределения пожаров и создание условий для успешной эвакуации работающих персонал и имущества в случае пожара;
- 3) оперативные тушения очагов парообразования.

Ответственность за противопожарное состояние предприятий и организаций, за выполнение предписаний и предложений государственного пожарного надзора и пожарных частей возлагается персонально на руководителей этих предприятий и организаций. Руководители предприятий обязаны назначить приказом начальников цехов, участков или других должностных лиц, ответственных за пожарную безопасность отдельных объектов, обеспечение их первичными средствами пожаротушения, а также своевременное соблюдение правил и норм пожарной безопасности.

На каждом оперативном объекте, на видном месте должна быть установлена табличка с указанием ФИО и должности лица ответственного за противопожарную безопасность.

Для выявления мер пожарной безопасности в технологических процессах производства, организации рационализаторской и изобретательской работы по вопросам пожарной безопасности, содействия пожарной охране в проведении профилактической работы, организации и массово разъяснительной работы среди рабочих, служащих и ИТР по соблюдению противопожарных правил и установленного режима создаются общие объектовые, а в крупных цехах – цеховые пожарно-технические комиссии, состав которых объявляется приказом руководителя объекта. Эти комиссии проводят свою работу в соответствии с Положением о противопожарных комиссиях на промышленных предприятиях.

К лицам, виновным в нарушении ППБ или невыполнении противопожарных мероприятий, необходимо принимать меры воздействия по линии административного объекта, выносить вопросы об их отношении к защите народного достояния от огня на обсуждение.

Для того чтобы огонь при пожаре не распространяться с одного технологического здания на другое, их располагают на определенном расстоянии друг от друга, называемом противопожарным разрывом. Для ограничения распространения пожара внутри здания предназначены противопожарные преграды. К ним относятся стены, перекрытия, двери с пределом огнестойкости не менее 2,5ч.

При проектировании и строительстве зданий необходимо предусмотреть пути эвакуации работающих на случай возникновения пожара. В производственных помещениях должно быть не менее двух эвакуационных выходов.

Движущиеся машины и механизмы

К механическим опасностям следует относить опасности, которые могут возникнуть у любого объекта, способного причинить травму в результате не спровоцированного контакта объекта или его части с человеком.

К перечисленным выше можно добавить следующие воздействия, не связанные с механическим проявлением:

- коррозию, являющуюся фактором, ослабляющим конструкцию и способствующим последующему внезапному ее разрушению;
- действие сосудов, работающих под давлением, которые, в случае взрыва, воздействуют на окружающую среду, горячих поверхностей, прикосновение к которым вызывает ожог, и скользких поверхностей, способствующих падению;
- воздействие на человека тяжестей при подъеме, опускании и переносе материалов и оборудования.

Для обеспечения безопасного производства работ должно быть выполнено рациональное устройство рабочих мест, установление требований и норм по расстановке оборудования, по организации проходов и проездов, по укладке материалов и изделий. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ08-624-03 [14].

5.2 Экологическая безопасность

Предприятие на месторождение имеет согласованные проекты нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) в атмосферу, предельно допустимых сбросов (ПДС), проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов ПДВ, ПДС. Также получены лимиты на размещение отходов производства и потребления.

Поверхностные воды: воздействие на поверхностные воды может иметь место, в основном, при попадании в них загрязняющих веществ в

случае аварийной ситуации. После приема загрязненных стоков происходит ухудшение физических свойств воды (замутнение, изменение цвета, вкуса, запаха). Осаждение нефтепродуктов и солей на дно водоемов вызывает загрязнение донных отложений.

При аварийных ситуациях миграция загрязненных стоков в поверхностные водотоки возможна по поверхности земли только при разрушении обваловок площадок, а также аварий на трубопроводах. При возникновении аварийной ситуации, учитывая расчетное время продвижения загрязняющих веществ, необходимо принять меры по сокращению распространения фронта сточных потоков.

Подземные воды: загрязнение подземных вод возможно при разливе нефти и минерализованных вод в результате инфильтрации загрязненных стоков через зону аэрации в водоносные горизонты. Нефтяное загрязнение относится к «умеренно опасным». В подземных водах под влиянием биогенного разложения и химического окисления нефть разрушается, при этом образуются нафтеновые кислоты, фенолы, эфиры, карбонильные соединения. Почвенно-растительный слой: загрязнение почв напрямую связано с возможными аварийными ситуациями. При аварийных ситуациях на площадке скважин загрязнения участков почвенно-растительного покрова нефтью имеет достаточно локальный и временный характер. Прогнозировать масштаб загрязнения практически невозможно, так как оно носит эпизодический характер и связано, в основном, с аварийными ситуациями, предотвращение или минимизация которых гарантируются принятыми проектными решениями. Воздействие на почвенный покров при штатном режиме функционирования в значительной мере связано с загрязнением выхлопами автотранспорта и выбросами загрязняющих веществ, возможными эрозионными процессами, связанными как с природными, так и с антропогенными факторами [6].

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении различных ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожар и взрывоопасностью. При проведении спускоподъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газовоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- 1) перечень возможных аварий на объекте;
- 2) способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- 3) действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- 4) список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- 5) способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;
- 6) список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;

- 7) список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
- 8) акты испытания СИЗ, связи, заземления
- 9) график и схему по отбору проб газовой среды;
- 10) технологическая схема объекта;
- 11) годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графика с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства Монголии

Согласно закону Монголии:

Статья 82. Установление техники безопасности труда и санитарно-гигиенических стандартов

82.1. Техники безопасности и стандарты гигиены труда утверждаются организацией, ведающей вопросами стандартов по согласованию с центральным органом государственного управления, ведающим вопросами труда согласно предусмотрено законодательством.

82.2. Центральные органы государственного управления, ведающими вопросами труда утверждает общие положения по технике безопасности и гигиене труда.

Статья 83. Общие требования к рабочему месту

83.1. Организация рабочего места должна обеспечиваться требованиям производственной технологии, техники безопасности и гигиены.

83.2. Химические, физические, биологические отрицательные факторы, могущие возникнуть на рабочем месте при процессе производства не должны превышать ограничения, утвержденные органом, указанном в статье 82.1. настоящего закона.

83.3. На рабочем месте работника оборудуются бытовые помещения в соответствии с нормами гигиенических требований.

83.4. Работодатель согласуется с работником с ограниченными возможностями оборудовать его рабочее место дополнительными средствами с учётом его физического состояния в соответствии стандартам гигиены и техники безопасности труда, утвержденной организацией, указанной в статье 82.1 настоящего закона.

Статья 84. Требования к производственным зданиям и сооружениям

84.1. При проектировании, строительстве, перестроении и вводе в эксплуатацию производственных зданий и сооружений необходимо иметь предварительное заключение профессиональных органов, ведающих вопросами техники безопасности труда и гигиены.

Статья 85. Требования к машинам, механизмам и оборудованию

85.1. Эксплуатация машин, механизмов и оборудования должна быть произведена в соответствии с порядком пользования и безопасности с полным ведением технических паспортов.

85.2. Для установления машин, механизмов и оборудования и ввода в эксплуатацию после капитального ремонта необходимо пройти предварительный контроль и получить разрешение профессиональных органов.

85.3. Электричество и оборудование должно быть вмонтировано в соответствии с проектированием и соответствовать требованиям использования и безопасности электричества.

Статья 86. Требования к специальным одежам и средствам индивидуальной защиты

86.1. Работодатель снабжает работника специальной одеждой и средствами индивидуальной защиты, соответствующие условиям труда, особенностям работы и обязанностям, обеспечивающие требованиям техники безопасности и гигиены труда.

86.2. Работодатель обязан обеспечивать стирку, дезинфекцию и ремонт, выданных работнику специальной одежды и средств индивидуальной защиты [11].

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

– Гидравлический разрыв пласта осуществляется при надзоре ответственного инженерного работника согласно плану работ, подписанному руководителем организации;

– ГРП проводится под руководством ответственного инженерно-технического работника по плану работ, утвержденному техническим руководителем организации;

– В процессе ГРП персоналу запрещается находиться вблизи нагнетательных трубопроводов и рядом с устьем скважины;

– Напорный коллектор блока манифольдов должен быть оборудован датчиками контрольно-измерительных приборов, предохранительными клапанами и линией сброса жидкости, а нагнетательные трубопроводы обратными клапанами. Схема обвязки устья скважины перед проведением ГРП согласовывается с противofонтанной службой;

– После обвязки устья скважины необходимо опрессовать нагнетательные трубопроводы на ожидаемое давление при гидравлическом разрыве пласта с коэффициентом запаса не менее 1,25;

В процессе ГРП все оборудование работает на предельных паспортных режимах при высоких давлениях, поэтому для обеспечения безопасности работ необходимо придерживаться следующих правил:

- работников допускают к проведению ГРП только после соответствующего инструктажа по ТБ;
- территорию вокруг скважины очищают от посторонних предметов;
- расставляют агрегаты, обвязывают все оборудование, опрессовывают его под непосредственным руководством и контролем ответственного руководителя работ [6];

Заключение

В данной работе приведена геолого-физическая характеристика месторождения Тосон-Уула XIX. Рассмотрена характеристика отложений и свойства пластовых флюидов. Также проведен анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта и дана характеристика фонда скважин.

В результате анализа применения гидроразрыва пласта в ООО «Петрочайна Дачин Тамсаг» в условиях месторождения Тосон-Уула XIX сделан вывод, что метод является наиболее эффективным, дополнительная добыча от ее применения составила 923,4 тысяч тонн. В процессе работы проведен анализ эффективности гидравлического разрыва пласта по 6 скважинам, наиболее эффективной операция оказалась на скважине Т19-40, ее среднесуточный дебит увеличился на 30,7 т/сут и составил 40,5 т/сут.

После проведения ГРП дебит скважины резко возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Кроме того, в настоящее время метод применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов.

Список литературы

1. Badarch, G. and Orolmaa, D., 2002, Overview of the Geology and tectonic evolution of southern Mongolia: Mongolian Geoscientist, no. 10, p. 10-16, (in Mongolian).
2. Byamba, J and Dejidmaa, G., Geodynamics of Mongolian Altai: Mongolian Geoscientist, v. 3, p. 2-25, (in Mongolian).
3. Reservoir Engineering and well testing 2014
4. Reservoir engineering methods -Reserves estimation , Rick J. Sustakoski, Chevron Overseas Petroleum INC. Diana Morton-Thompson-Consultant Kalamazoo, Michigan, USA
5. Tomurtogoo, O., Badarch. G., Orolmaa, D. and Byamba, J., 2000, Lithotectonic terranes and crustal evolution in Mongolia. In: Badarch, G. and Jahn, B. M. (Eds.), IGCP-420, Continental Growth in the Phanerozoic: Evidence from Central Asia. Abstracts and Excursion Guidebook, Hors serie, vol. 2. Geosciences, Rennes, p.71-76
6. Алимаа Р. «Правило безопасности» 05.08.2014г. стр 58.
7. Батурина Н.А. Анализ и оценка источников формирования оборотных активов хозяйствующего субъекта //Справочник экономиста. - 2008. -N 7. -С.14-2
8. ГОСТ 12.1.005-88 «Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны
9. ГОСТ 12.1.003.2014 «Шум. Общие требования безопасности СН 9-86 РБ 98 «Шум на рабочих местах. Предельно допустимые уровни»
10. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
11. Закон Монголии «О труде» 14.05.1999 г. Статья 82-86
12. Исследование эффективности ГРП на месторождениях ООО «Петрочайна Дачин Тамсаг» и обоснование перспектив его применения.
13. Обновление монгольской экономики 2014г

14. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Москва: Госгортехнадзор России, 2014.
15. Цэвээнжав Ж., Алимаа Б. Нефтяная промышленность 2005г.
16. Бадарч Ж. Технология и техника добычи нефти. 2014 г
17. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1983 г